

SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE EXTRACCIÓN ARTIFICIAL PARA UN POZO PRODUCTOR DE PETRÓLEO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA

Autores: Gustavo Ariel Alvarez (Tecpetrol) - gustavo.alvarez@tecpetrol.com
Sebastián Bigliardo (Tecpetrol) - sebastian.bigliardo@tecpetrol.com

Sinopsis

En este trabajo se expone la experiencia adquirida durante el análisis realizado para la selección del Sistema de Extracción Artificial óptimo para un pozo productor de petróleo y gas con alto contenido de arena y desviado.

El pozo en estudio es productor de petróleo, el cual posee varias características de integridad de pozo y condiciones de producción que lo hacen complejo al momento de seleccionar un Sistema de Extracción Artificial que permita la producción del mismo durante periodos prolongados. Dichas características son:

- Producción de petróleo y gas con alto contenido de arena de granulometría muy fina
- Inclinación de 44° en fondo
- Integridad de Casing regular
- Amplia longitud de punzados
- Presencia de parafina

Durante 16 años de producción, el pozo fue explotado con tres Sistemas de Extracción Artificial (Gas Lift, Bombeo Mecánico y PCP) siendo el Gas Lift el mas eficiente. Lamentablemente, con el pasar del tiempo el pozo presenta al día de hoy una mala integridad de Casing, lo cual no nos permite continuar produciendo el pozo con este Sistema y en consecuencia debemos buscar otras alternativas en Sistemas de Extracción Artificial. Para ello debimos realizar básicamente dos análisis:

- a. Analizamos cual fue el rendimiento de cada Sistema de Extracción Artificial que tuvo el pozo y su rendimiento
- b. Propusimos cuales serían los Sistemas de Extracción mas apropiados y porque podríamos o no utilizar cada uno, teniendo en cuenta las características de integridad y producción del pozo.

Como consecuencia, se concluyó que el Sistema de Extracción Artificial de Plunger Lift Asistido era el método recomendado para ser instalado en este pozo. De este modo se lograría:

- ✓ Mantener la producción de petróleo y gas del pozo durante un periodo prolongado de tiempo mayor que el obtenido con Bombeo Mecánico y PCP
- ✓ Producir el pozo con bajos costos de mantenimiento e inversión inicial
- ✓ Obtener un corto tiempo de repago de la inversión inicial de la operación de instalación
- ✓ Aprovechar el gas producido por el pozo como gas de inyección para el anular y el sobrante para ser utilizado para consumo del área
- ✓ Estabilizar el aporte de arena desde la formación al pozo
- ✓ Disminuir la frecuencia de intervenciones del pozo
- ✓ Minimizar los tiempos improductivos del pozo debido a la espera del equipo de Workover para intervención del pozo
- ✓ Evitar presurizar de manera excesiva el espacio anular

Introducción

El pozo Lo-114 es productor de petróleo desde el año 1993. Durante su vida productiva el pozo ha tenido diferentes Sistemas de Extracción Artificial, los cuales mostraron los siguientes rendimientos:

Sistema de Extracción	Periodo	Nº Intervenciones	Qpet prom (m3/d)
Gas Lift	1993 - 2003	2	22
Bombeo Mecánico	2003 - 2008	13	19
PCP	2008 - 2009	3	16
Plunger Lift Asistido	2009	1	14

Figura 1: Sistemas de Extracción Artificial Instalados en el pozo

Al momento del análisis el pozo presentaba ciertas condiciones de producción que hacían inviables los Sistemas de Extracción Artificial mencionados anteriormente, como lo son:

- *Integridad de Casing*: Casing reparado de 1213 – 1253 mbbp en Marzo de 2006 y con un alto grado de corrosión-desgaste según registro de Vertilog (ver Anexo I).
- *Producción de arena muy fina*: la cual es muy difícil de ser manejada mediante Bombeo Mecánico tal como se observa a partir del año 2003 con las reiteradas intervenciones donde el nivel de arena encontrado en fondo era una constante y las bombas salían aprisionadas por esta arena (ver Anexo II).
- *Producción de gas libre*: el pozo posee una producción de gas libre desde Formación de 3000-3500 m3/d como consecuencia de las características de producción del reservorio por segregación.
- *Desviación del Pozo*: Este pozo posee una desviación a partir de los 600 mbbp (alcanzando 44° @1450 mbbp), lo que hace que todo Sistema de Extracción Artificial que incluya ejes móviles (v/b en rotación en PCP o v/b con movimiento axial en Bombeo Mecánico) produzcan un desgaste continuo de las varillas de bombeo y del tubing con posibilidades de entrar en pesca en corto tiempo de funcionamiento o pinchaduras de tubing (Figura 7 Anexo III).

Desarrollo

Para determinar cuál sería el Sistema de Extracción Artificial más adecuado para este pozo, debimos realizar dos análisis:

1. Analizamos cual fue el rendimiento de cada Sistema de Extracción Artificial que tuvo el pozo y porque su mayor o menor rendimiento
2. Propusimos cuales serían los Sistemas de Extracción mas apropiados y porque podríamos o no utilizar cada uno, teniendo en cuenta las características de integridad y producción del pozo.

1. Análisis de cada Sistema de Extracción Artificial que tuvo el pozo.

Como ya comentamos el pozo durante sus 16 años de producción, tuvo la posibilidad de contar con diferentes sistemas de extracción artificial en función de las necesidades, medios disponibles e inconvenientes que presentaba el pozo al momento de producirlo.

Debido a que el pozo no tuvo un buen rendimiento en los últimos años como consecuencia de las condiciones de producción mostradas por el pozo, entonces se había planteado nuevamente el desafío de encontrar un sistema de extracción artificial que nos permitiera producir el pozo durante periodos prolongados minimizando la cantidad de intervenciones y encontrando un caudal medio de producción de 13-15 m³/d de petróleo. En consecuencia se realizó un análisis como el que se muestra en el siguiente cuadro en el cual se compara el comportamiento de cada sistema de extracción artificial ya utilizado ante los desafíos existentes de producción:

	Casing Debilitado	Producción de Arena	Producción de Gas	Pozo Desviado	Parafinas	Frecuencia Interv. WO
Gas Lift	X	OK	OK	OK	+/-	OK
Bombeo Mecánico	OK	+/-	+/-	+/-	+/-	X
PCP	OK	OK	X	+/-	OK	X

OK	Produce sin inconvenientes
+/-	Poco recomendable (menor rendimiento)
X	No se recomienda

Figura 2: Comparativa de Aplicación de cada Sistemas de Extracción ya Utilizado.

Para ampliar en el detalle y descripción de la aplicación de cada sistema, analizaremos cada línea de la Figura 2 de manera individual:

Gas Lift: Este es un Sistema de Extracción Artificial adecuado para la producción de arena, producción de petróleo liviano con gas libre y aplicable a pozos desviados.

El principal inconveniente que se nos presentaba en este pozo para la aplicación del Sistema de Gas Lift, es que debido a la integridad debilitada que presenta el Casing de producción, no sería posible aplicar las presiones de inyección necesarias en el espacio anular Tubing – Casing (mayores a 60 kg/cm²). Por tal motivo descartamos toda posibilidad de aplicación de Gas Lift en lo inmediato mientras no cambiemos las condiciones en las que se encuentra actualmente el Casing de producción.

Otro de los problemas ya observados en este pozo cuando producía mediante Gas Lift es la formación de parafinas como consecuencia del enfriamiento de la corriente de petróleo que viene del fondo de pozo, al tomar contacto con el gas inyectado. De todos modos se controlaba de manera eficiente mediante operaciones de limpieza de tubing con Slikline con una frecuencia aproximadamente de una vez por mes, lo que generaba un costo de mantenimiento bajo.

Además debemos de considerar dentro de los costos de mantenimientos la re-calibración de las válvulas de Gas Lift regulables, por lo que podemos concluir que los gastos de mantenimiento eran bajos.

Como se trata de un pozo entubado con Casing de 5 ½" 15.5 lb/ft, se debería de estudiar a futuro si se podría realizar una re-entubación del pozo para la aplicación de Gas Lift con diámetros reducidos.

Bombeo Mecánico: Como se puede observar, este pozo durante los años 2003 a 2008 produjo mediante Bombeo Mecánico, pero con una frecuencia de intervención con equipo de Workover muy elevada (13 intervenciones en 5 años) y un tiempo de espera de pulling mayor de lo deseado, por lo que la cantidad de días efectivos de producción se vió fuertemente disminuida.

El mayor inconveniente que se observó en el pozo, el cual impidió la adecuada producción mediante Bombeo Mecánico fue la cantidad de arena muy fina contenida con la producción de petróleo y agua, que no podía producirse en superficie adecuadamente, debido a dos grandes problemas:

- El primero de ellos era que la partícula de arena, al no tener velocidad suficiente para subir hasta la bomba y ser bombeada a superficie, decantaba en la cámara del pozo y al acumularse producía el taponamiento de la admisión de la bomba. Esto se debía principalmente a que no se lograba una limpieza efectiva mediante el lavado de sobre fondo mediante circulación y la arena ingresaba nuevamente a los punzados para ser devuelta al pozo inmediatamente que se ponía en producción el pozo. De todos modos, como se trata de un pozo que aporta de manera continua arena, independientemente de la limpieza de la cámara, con el transcurso de los días, si el régimen de extracción era normal, la cámara se llenaba rápidamente.
- El segundo, es que los granos de arena que lograban llegar a la bomba y pasar a través de ella se acumulaban por encima de la misma en el espacio anular entre las varilla y el tubing, produciéndose el atascamiento de la bomba luego de un determinado tiempo de funcionamiento.

Por estos motivos es que este pozo no pudo manejar en ningún momento los caudales de arena que entregaba la formación mediante Bombeo Mecánico.

Para mitigar estos problemas se aplicaron distintas técnicas de manejo de la arena, como son:

- Utilización de bombas con pistones tipo Lubricados para lograr que el pistón no se atasque con el barril al momento de pasar los granos de arena por la bomba. Pese a los esfuerzos, la bomba funcionó de manera adecuada, pero no tuvo éxito ya que se acumulaba gran cantidad de arena por encima de la bomba por falta de velocidad ascensional del líquido para llevar los granos de arena hasta superficie.
- Luego se probó con la aplicación de desarenadores ciclónicos en fondo (por debajo de la admisión de la bomba) para evitar el pasaje de la arena por la bomba y su consiguiente atascamiento por encima de ella. Esto nos llevó a que toda la arena se acumulara en la cámara del pozo tapándose la admisión del desarenador y la cara de los punzados.

En todos los casos las sartas de varillas de bombeo utilizadas estaban diseñadas con barras de peso por encima de la bomba para permitir que en las carreras descendentes las varillas bajen una velocidad que evite que las varillas se encuentren sometidas a esfuerzos de compresión.

En consecuencia la producción de este pozo mediante Bombeo Mecánico no es recomendable para ser aplicada con las condiciones de producción de arena actuales.

PCP (Progresive Cavity Pump): Tras haber intentado durante varios años contener o producir la arena entregada por la formación al pozo, se determinó que el Sistema de Extracción Artificial mediante bombeo por PCP era el más adecuado para producir la arena, dadas las condiciones de granulometría y condiciones de producción del pozo.

Antes de realizar cualquiera de las intervenciones de instalación de PCP, siempre se llevó a cabo un trabajo de acondicionamiento de la cámara del pozo según la siguiente metodología:

- Una vez afuera toda la instalación de tubings de producción, se constataba el sobre fondo de arena en el pozo mediante medición por cable de pistoneo o slickline.
- Luego se realizaba la limpieza de la arena de sobre fondo mediante maniobras con Sand Pump. La utilización de una Sand Pump nos permitió evitar que la arena que se encontraba en el pozo ingresara nuevamente a la formación al intentar circular para limpiar el sobrefondo, ya que esta herramienta trabaja sin circulación.
- Cuando se alcanzaba el fondo del pozo, se sacaba la Sand Pump y se bajaba tubing nuevamente hasta el tope de los punzados para pistonear el pozo, y así inducir que la arena suelta dentro de la formación ingrese al pozo y así esperar la decantación en fondo.
- Con la arena decantada nuevamente en fondo, se bajaba por última vez la Sand Pump y se limpiaba hasta alcanzar el fondo de pozo finalmente.

Con esta secuencia de operaciones nos asegurábamos tener el pozo limpio de arena al momento de bajar la instalación de PCP y comenzar a producir el pozo.

En una primer intervención se instaló en el pozo una bomba PCP con una sarta de varillas de bombeo G-II combinada con diámetros de 1" y 7/8", pero debido a la geometría del pozo, al grado de las varillas (G-II) y al pasaje de gas por la bomba se produjeron cargas de torque oscilantes que llevaron a la falla por fatiga de los pines de las varillas de 7/8", quedando así en pesca la sarta.

En un segundo intento y con un mayor análisis de la Completación a bajarse se instaló una nueva bomba PCP en la parte baja de los punzados, con una sarta de varillas de 1" de diámetro de acero Grado "D" (en esta caso se utilizaron todas varillas de bombeo nuevas). Esta bomba trabajó de manera adecuada en fondo durante 5 días y luego quedamos sin producción en superficie como consecuencia de un efecto combinado de acumulación de arena en fondo de pozo que tapó la admisión de la bomba y una pérdida de hermeticidad en la columna de producción, la cual se atribuye a una falta de sello de la bomba y/o una posible fuga a través de los tubings por pinchadura.

Debido a todo esto se realizó un tercer intento en el cual se bajó una nueva bomba con su admisión por debajo de la base de los punzados, previa limpieza con Sand Pump de la cámara del pozo. Esta bomba tuvo un muy buen rendimiento (75 % de eficiencia promedio) durante 35 días produciendo 16 m³/d de bruta promedio a 120 rpm. A partir del día 25 de producción, la bomba comenzó a perder rendimiento hasta dejar de producir en superficie. La falla de esta bomba se atribuye a una falta de hermeticidad de la bomba como consecuencia del pasaje de gas a través del elastómero del estator.

Repasando los tres sistemas de extracción que ya tuvo el pozo podemos hacer el siguiente análisis de re-aplicación. De los tres, el mas eficiente de los sistemas fue el Gas Lift, por su bajo costo de mantenimiento, baja frecuencia de intervención con equipo de Workover y alto rendimiento, pero para poder realizar una nueva aplicación de este sistema necesitábamos contar con una integridad de Casing de producción óptima, de tal modo que nos permita presurizar el espacio anular entre el Casing de producción y el tubing por arriba de 60 kg/cm². Debido a que según el informe de integridad de Casing registrado con perfil Vertilog en 2006, el mismo se encuentra con zonas de alto grado de corrosión. Por lo tanto se descartó por completo la posibilidad de instalar un sistema de Gas Lift con estas condiciones de integridad del pozo. A futuro será necesario analizar la posibilidad técnica y económica de re-entubar el pozo en caso de que se desee colocar nuevamente el sistema de Gas Lift.

De los otros dos métodos restantes ya aplicados Bombeo Mecánico y PCP, podemos decir que el Sistema de Bombeo Mecánico se descarta debido a que la suma de efectos que generan la producción de arena, gas y desviación del pozo no lo hacen apto para una re-instalación como se observó en las 13 intervenciones a las que se sometió el pozo en 5 años sin lograr mantener el pozo en producción más de un año de manera continua.

Por su parte, el sistema de bombeo mediante PCP es un sistema que demostró ser adecuado para la producción de petróleo con arena, pero es importante poder contar con un nuevo estudio de Ingeniería para re-seleccionar el

elastómero del estator que podría haber sido afectado por aromáticos, por la producción de gas libre y/u otros factores que aun se encuentran en estudio. Sumado a esto podemos mencionar que la desviación del pozo resulta desfavorable para este método ya que con el paso del tiempo desconocemos cuales podrían haber sido los inconvenientes.

En conclusión, pudimos determinar que de los Sistemas de Extracción ya utilizados en el pozo, ninguno aplicaría dadas las condiciones impuestas de producción en dicho momento.

2. Sistemas de Extracción Artificial propuestos y selección del más adecuado

Para comenzar con la selección del Sistema de Extracción Artificial mas adecuado para este pozo, se tomaron como puntos de partida las siguientes consideraciones:

- El sistema deberá tener la menor cantidad de partes móviles mecánicas para evitar las fallas por rozamiento como consecuencia de la desviación del pozo.
- Tiene que ser capaz de que el pozo produzca de un modo que no genere un drawdown severo en fondo para así minimizar el aporte de arena de la formación al pozo.
- Los costos de inversión inicial para su instalación no deberán de ser elevados, para poder tener un tiempo repago más acelerado de la inversión.
- Bajo costo de mantenimiento mensual.
- Baja frecuencia de intervención con equipo de Workover para mantenimiento de pozo.

Para ello el primer sistema que se analizó es el sistema de Plunger Lift. El sistema de Plunger Lift posee las siguientes ventajas en este tipo de pozo:

- No se ve afectado por la desviación que posee el pozo a menos que se utilice un pistón de sellos positivos (según la experiencia de los proveedores los pistones de sello positivo no pueden ser utilizados en pozos desviados ya que los mismos detienen su caída por el rozamiento, al no llegar al fondo la válvula de by pass no se cierra y no regresan a superficie).
- La inversión inicial necesaria es baja para la compra de la instalación.
- El costo de mantenimiento mensual es bajo (solo se debe contemplar la maniobras con Slickline para chequeos de sobre-fondo, re-calibración de la válvula de Gas Lift y recambio de pistón en caso de desgaste)
- Es capaz de interactuar con la producción de arena.
- Al producirlo a bajos caudales, la misma cámara del pozo oficia de separador natural de la arena por decantamiento por gravedad durante los periodos de cierre del pozo en cada ciclo.
- No presenta inconvenientes con la producción de gas libre del pozo, sino que por el contrario, se ve potenciado cuanto mayor sea la Relación Gas Líquido (RGL) que proviene de la formación
- Es de fácil operación

Como punto de partida del estudio se enviaron datos de la producción y problemática del pozo a los proveedores de Plunger Lift para realizar un análisis por especialistas sobre la factibilidad de aplicación de este sistema a las condiciones de nuestro pozo.

Como resultado del análisis conjunto con los proveedores nos propusieron la aplicación de un Sistema de Extracción Artificial tipo **Plunger Lift Asistido**, el cual es aplicado a pozos en los cuales la energía del pozo (caudal de gas y presión) no es suficiente para producir correctamente con el sistema de Plunger Lift autónomo y

en consecuencia es necesario inyectarle a través del espacio anular el gas faltante. Dependiendo de las cantidades de líquido a extraer se puede utilizar un pistón macizo o uno con by pass. La válvula adicional que maneja el suministro de gas también es operada por el controlador.

Descripción del Sistema de Extracción mediante Plunger Lift Asistido

El Plunger-Lift es un sistema de extracción que, en su versión autónoma, aprovecha la energía propia del reservorio para producir petróleo y gas.

Cuando no se dispone en el pozo productor, de la energía suficiente (caudal de gas y presión) para elevar los fluidos hasta la superficie, se puede utilizar una fuente de energía exterior, generalmente gas a presión y caudal adecuado; esta última aplicación se conoce como combinación gas lift - pistón o versión asistida del Plunger-Lift.

Las condiciones óptimas de operación para un sistema Plunger- Lift son:

Para el funcionamiento autónomo:

- a. Operar el pozo a la menor presión posible.
- b. Lograr que el pistón este reanudando su viaje ascendente ni bien alcance el fondo o el menor tiempo posible después de esto.
- c. Que el pistón permanezca en superficie el tiempo mínimo necesario, el cual dependerá de las características de cada pozo.

Para el funcionamiento con asistencia exterior:

- a. Las tres condiciones anteriores.
- b. Dosificar la inyección de gas a lo estrictamente necesario para el funcionamiento del sistema.

Elementos que integran un equipo Plunger-Lift

- a. *Controlador de cabeza de pozo:* generalmente electrónico computarizado, es un elemento que controla las aperturas y cierres de la válvula de producción en función de parámetros predeterminados, tiempos, presiones o una combinación de ambos.
- b. *Lubricador:* es el elemento que amortigua la llegada del pistón a la superficie y que contiene el dispositivo de detección del mismo, permitiendo además atraparlo para inspección, cambio o por necesidad de operación.
- c. *Válvulas motoras:* son válvulas de operación neumática que se utilizan para controlar la producción (y la inyección en los pozos asistidos) del pozo.
- d. *Conjunto de separación y regulación del gas de alimentación:* es el dispositivo que suministra el gas de operación de las válvulas motoras con la calidad apropiada y a la presión adecuada.
- e. *Panel solar;* mantiene la carga de la batería del controlador.
- f. *Válvula reguladora de flujo:* se utiliza en los pozos que así lo requieran, regulándose con esta el caudal de gas y líquido de producción limitando la velocidad de ascenso del pistón.
- g. *Resorte de fondo:* es el elemento que amortigua la llegada del pistón al fondo del pozo, existiendo varios tipos dependiendo su utilización del anclaje disponible.
- h. *Pistón:* es el dispositivo viajero que constituye la interface entre el gas impulsor y el líquido producido.

De todos los elementos descriptos precedentemente, los que influyen en mayor medida en el comportamiento de la instalación son el controlador electrónico y el pistón.

Para el caso del pozo Lo-114, la cantidad de gas producida desde Formación no es suficiente para comportarse como un pozo autónomo. Por lo tanto se empleó una instalación de Plunger Lift Asistido en la cual necesitamos inyectar gas a baja presión a través del espacio anular (entre 20-30 kg/cm²), que sumado al gas libre producido por el pozo, nos permitirá alcanzar la RGL necesaria para asegurar el viaje del pistón desde la profundidad de paro del mismo hasta superficie con el nivel de líquido que deseamos producir por carrera. En el ANEXO VI se detallan los cálculos realizados originalmente.

Dentro de las completaciones que se pueden adoptar al momento de instalar un sistema de Plunger Lift Asistido, se encuentran dos tipos:

1. **Instalaciones de Plunger Lift Asistido sin Packer:** estas instalaciones son colocadas en pozos que no tienen gas suficiente en formación pero con un faltante menor al 30% del gas necesario (Anexo V Figura 10).
2. **Instalaciones de Plunger Lift Asistido con Packer:** estas instalaciones son colocadas también en pozos que no tienen gas suficiente en formación pero con un faltante mayor al 30% del gas necesario. En estos casos es preferible y más efectivo utilizar una instalación con Packer y mandril de Gas Lift, como se indica en la Figura 11 Anexo V.

Para el caso de nuestro pozo, la producción de gas promedio es de 3200 m³/d por lo que nos faltaban mas del 30% del gas requerido para una operación optima del pistón (5100 m³/d de gas). Por lo tanto nuestra instalación de Plunger Lift Asistido está equipada con un Packer y un mandril de Gas Lift para la inyección del gas adicional por entre columna.

Detalle Operativo

El pozo Lo-114 fue intervenido en junio de 2009 para el acondicionamiento del pozo para producción mediante Plunger Lift Asistido.

Como primera medida se retiró el material de PCP que poseía el pozo y se realizó un limpieza a consciencia del sobre-fondo de arena que poseía el pozo para lograr que su cámara estuviera 100% libre de arena. Para esta limpieza se utilizó una bomba tipo Sand Pump que nos permitió realizar la limpieza de la arena del pozo sin necesidad de circular y de este modo se evitó que la arena reingrese en la formación.

Se realizó una prueba de hermeticidad del casing con 500 psi para asegurar la estanqueidad del mismo al momento de inyección de gas por espacio anular para la asistencia del pozo.

Una vez limpia la cámara del pozo, se bajó la siguiente instalación de producción para Plunger Lift Asistido como se detalla a continuación en el tally:

- 140 Tubings 2 7/8" 6.5# N-80 EUE
- NAB 11-25 EUE
- Pup Joint 2 7/8" 6.5# N-80 EUE x 4 ft
- Mandril de Gas Lift "K", 2 7/8" EUE
- Pup Joint 2 7/8" 6.5# N-80 EUE x 2 ft
- Packer P-3 5 1/2" 15.5# x 2.441" EUE
- Crossover 2 7/8" x 2 3/8" EUE

- Niple 2 3/8" "R" No-Go 1.81" EUE (IDmín: 1,76")
- Pup Joint 2 3/8" 4.7# EUE x 10 ft
- Cupla Guía de reentrada 2 3/8" EUE (Parte Superior)

De este modo NAB donde asentaríamos el Tubing Stop + Resorte quedó ubicado en una profundidad de 1346 mbbp para recibir el pistón en fondo. En la Figura 4 se muestra el esquema final del pozo.

Puede apreciarse en el esquema de pozo que la cola de tubing quedó ubicada a 100 mts por encima del tope de los punzados. Esto tiene dos motivos:

1. En caso que el aporte de arena vaya tapando la cámara de producción, de este modo podemos tener 100 mts mas de cámara para alojar dicha arena antes de que llegue a la zona de asiento del pistón.
2. Nos permite que el fluido que sale inmediatamente del punzado se vea obligado a recorrer 100 mts en un casing de 5" antes de llegar al tubing. De este modo la misma cámara del pozo nos hace de separador natural de la arena por decantación durante los periodos de cierre del pozo en cada ciclo.

El mandril de gas lift se equipó con una válvula de Gas Lift tipo BK-1, la cual es operada por presión de inyección, permitiendo de este modo una operación del sistema mas eficiente ya que no se vería afectada la apertura y cierre de la válvula por la presión interna del tubing.

El tipo de pistón utilizado es de sello turbulento con válvula de by pass para permitir una mayor velocidad de caída en el momento de cierre del ciclo.

Resultados

Actualmente el pozo lleva produciendo 4 meses de manera continua con caudales de petróleo que cumplen con los objetivos planteados de 13 m3/d de petróleo (Figura 3).

El pozo trabaja con un promedio de 100 ciclos día con una presión de inyección de gas por anular promedio de 360 psi (25,3 kg/cm²). Los tiempos de cada ciclo se conforman de 6 minutos de pozo abierto (viaje del pistón desde 1350 mbbp hasta superficie) + 8 minutos de cierre para que el pistón caiga y llegue hasta el Tubing Stop.

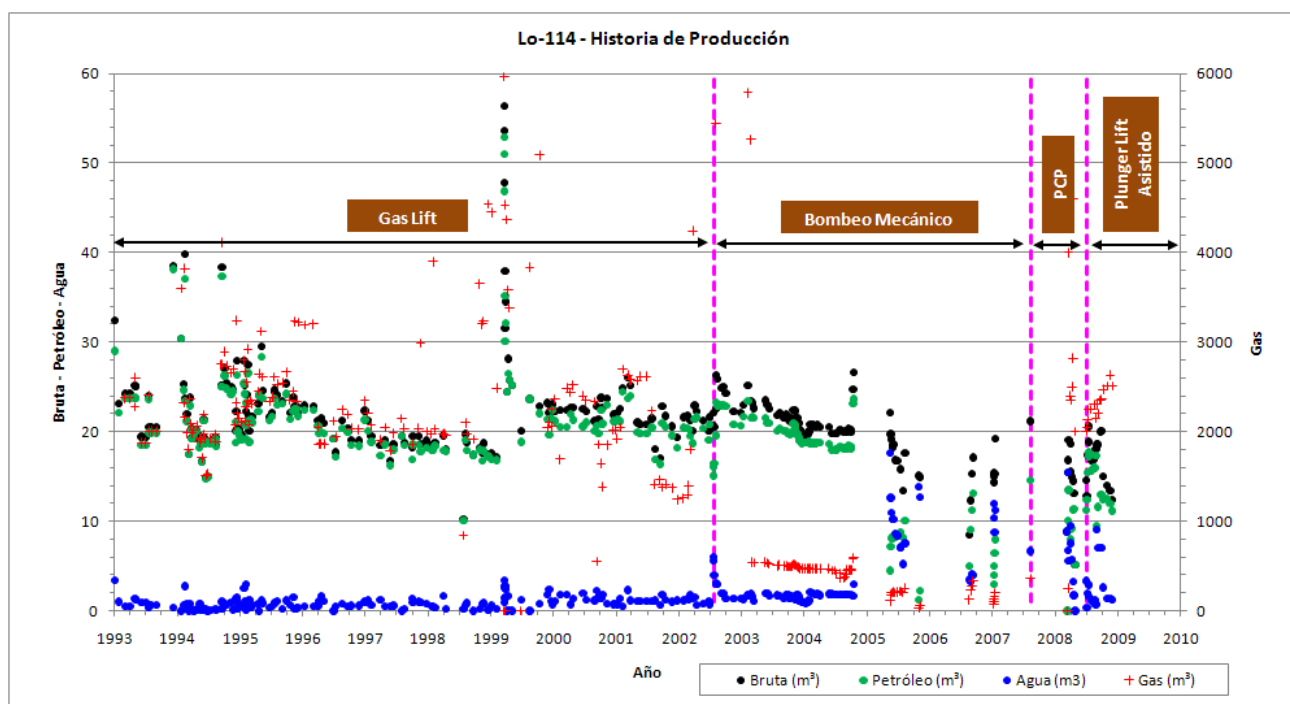


Figura 3.a: Historia de producción completa del pozo

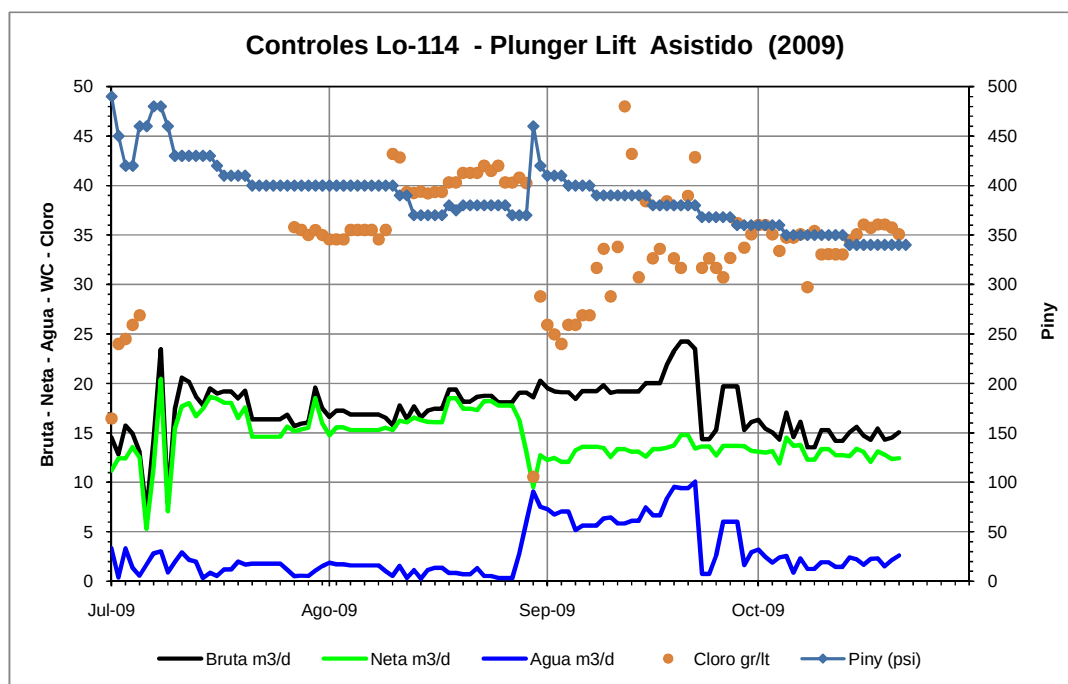


Figura 3.b: Historia de producción con Plunger Lift Asistido

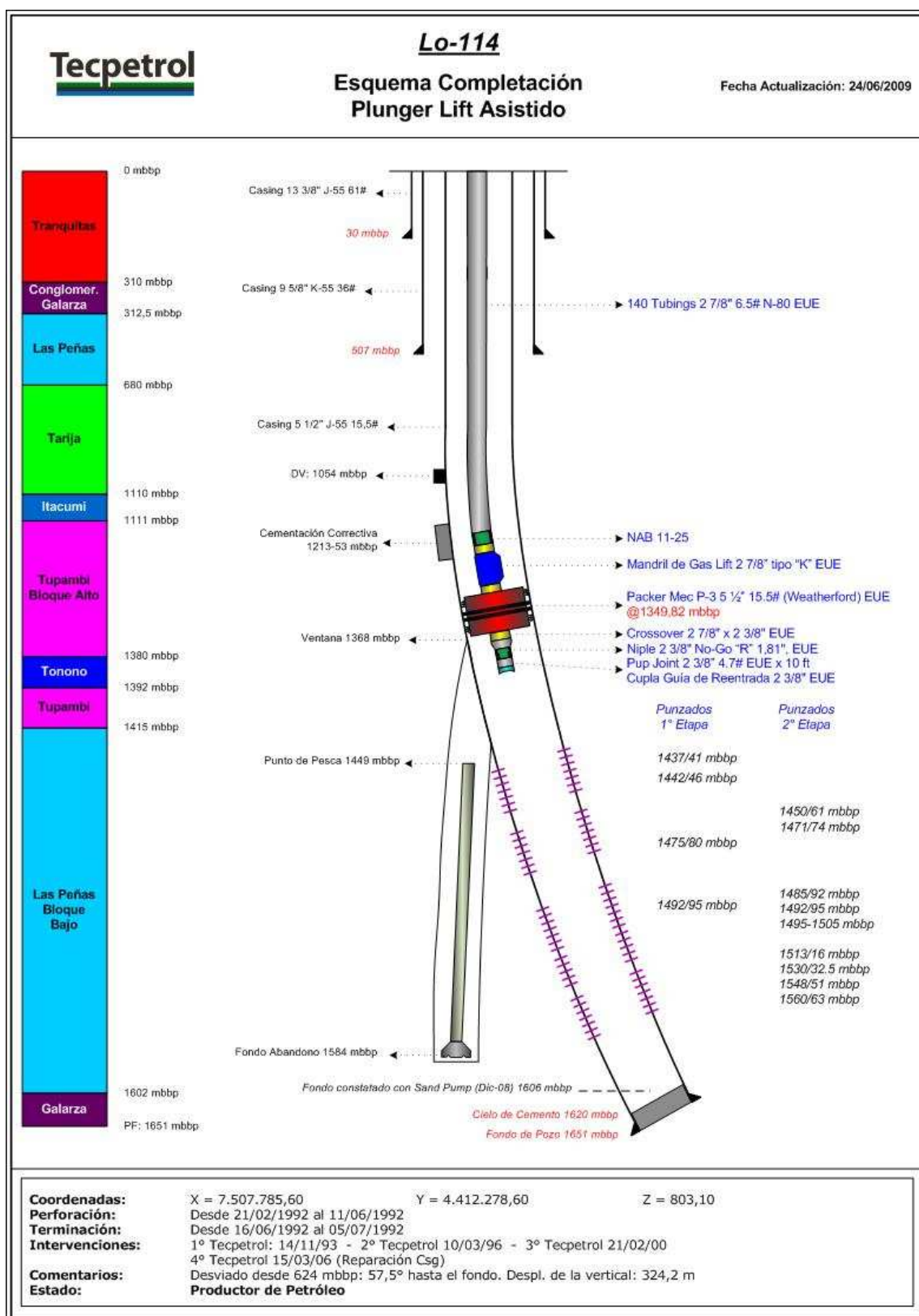


Figura 4: Esquema final del pozo

Conclusiones

Como consecuencia del análisis de funcionamiento de los distintos Sistemas de Extracción Artificial aplicables a este pozo (Gas Lift, BM, PCP y Plunger Lift), con las condiciones de integridad de Casing, desviación de pozo y producción de arena fina y gas, se concluye que el Sistema de Extracción Artificial de Plunger Lift Asistido es el método adecuado para producir este pozo a bajo costo en este momento. Además los 4 meses de producción continua nos muestran que se trata de un sistema muy confiable que necesita de un mantenimiento básico de chequeo de pistón e instalaciones de fondo.

De este modo se logró hasta el momento:

- ✓ Producción de petróleo promedio de 13 m³/d.
- ✓ Mantener la producción de petróleo y gas del pozo durante un periodo prolongado de tiempo (4 meses por el momento) mayor que el obtenido con Bombeo Mecánico y PCP.
- ✓ Producir el pozo con bajos los costos de mantenimiento e inversión inicial.
- ✓ Obtener un corto tiempo de repago de la inversión inicial de esta operación.
- ✓ Aprovechar el gas producido por el pozo como gas de inyección para el anular y el sobrante para ser utilizado como gas combustible.
- ✓ Estabilizar el aporte de arena desde la formación al pozo mediante la separación de la misma en fondo.
- ✓ Disminuir la frecuencia de intervenciones del pozo.
- ✓ Minimizar los tiempos improductivos del pozo debido a la espera del equipo de Workover para intervención del pozo.
- ✓ Maximizar la cantidad de días productivos del pozo.

ANEXO I: Integridad de Casing 5 ½” 15.5#/ft según Registro de Vertilog de Marzo de 2006

En marzo de 2006 se realizó la intervención del pozo para detectar una posible rotura de casing.

Se registraron los perfiles de SBT y Vertilog arrojando como resultado lo siguiente:

Damage Classification Summary					
Class	Defect	Range	Joints	Total Length	Percentage
1	0	20%	46	599,71	41,7
2	-20	40%	30	392,42	27,3
3	-40	60%	17	225,21	15,7
4	-60	80%	11	141,42	9,8
5	-80	100%	6	79,18	5,5
Total			110	1437,93	100

Figura 5: Resultado de Perfil Vertilog Mar-06

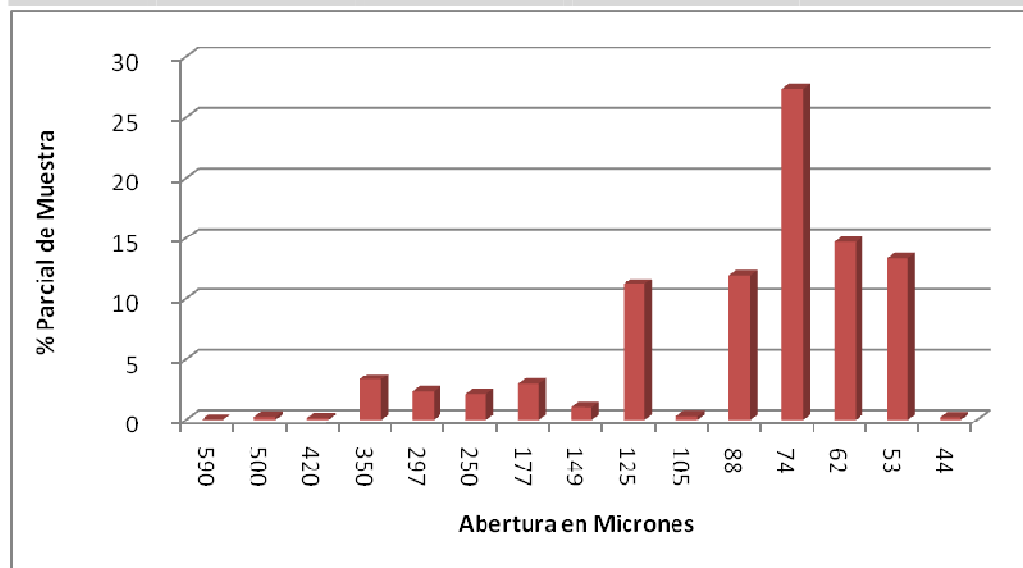
Resultados SBT		
Prof (m)		Cemento
648,92	635,46	Cañería libre
795,00	715,34	Cañería Libre
974,66	912,35	Cañería libre
1014,72	987,85	Malo
1253,30	1199,96	Canalización 1213,12 a1226,48

Figura 6: Resultado de SBT Mar-06

Con estos resultados se ensayó por pistoneo con Tapón y Packer la zona con mayor corrosión desde 1213 – 1253 mbbp comprobándose aporte de agua. En consecuencia, se realizó la cementación de la zona dañada y luego se llevó a cabo un nuevo ensayo con Tapón y Packer de la zona de 1213 – 1253 mbbp comprobándose la efectividad de la cementación. En Octubre de 2006 se volvió a realizar una nueva prueba de hermeticidad de la zona cementada de 1213 – 1253 mbbp pero aplicando una presión de 400 psi, con resultado (+).

ANEXO II: Granulometría de la Arena Producida con Bombeo Mecánico

ANALISIS GRANULOMETRICO 17/08/07				
NUMERO	ABERTURA EN	MUESTRA	PORCENTAJE	PORCENTAJE
DE MALLA	MICRONES	PESADA	PARCIAL	ACUMULADO
30	590	0,004	0,020	0,020
35	500	0,049	0,259	0,279
40	420	0,028	0,149	0,428
45	350	0,632	3,322	3,750
50	297	0,442	2,324	6,074
60	250	0,400	2,102	8,176
80	177	0,560	2,944	11,119
100	149	0,198	1,042	12,162
120	125	2,134	11,213	23,375
140	105	0,061	0,318	23,693
170	88	2,277	11,966	35,660
200	74	5,215	27,402	63,062
230	62	2,796	14,689	77,751
270	53	2,543	13,364	91,115
325	44	0,043	0,227	91,342
Fdo.	Fdo.	1,648	8,658	100,000
TOTAL		19,032	100,000	



ANEXO III: Desviación de pozo

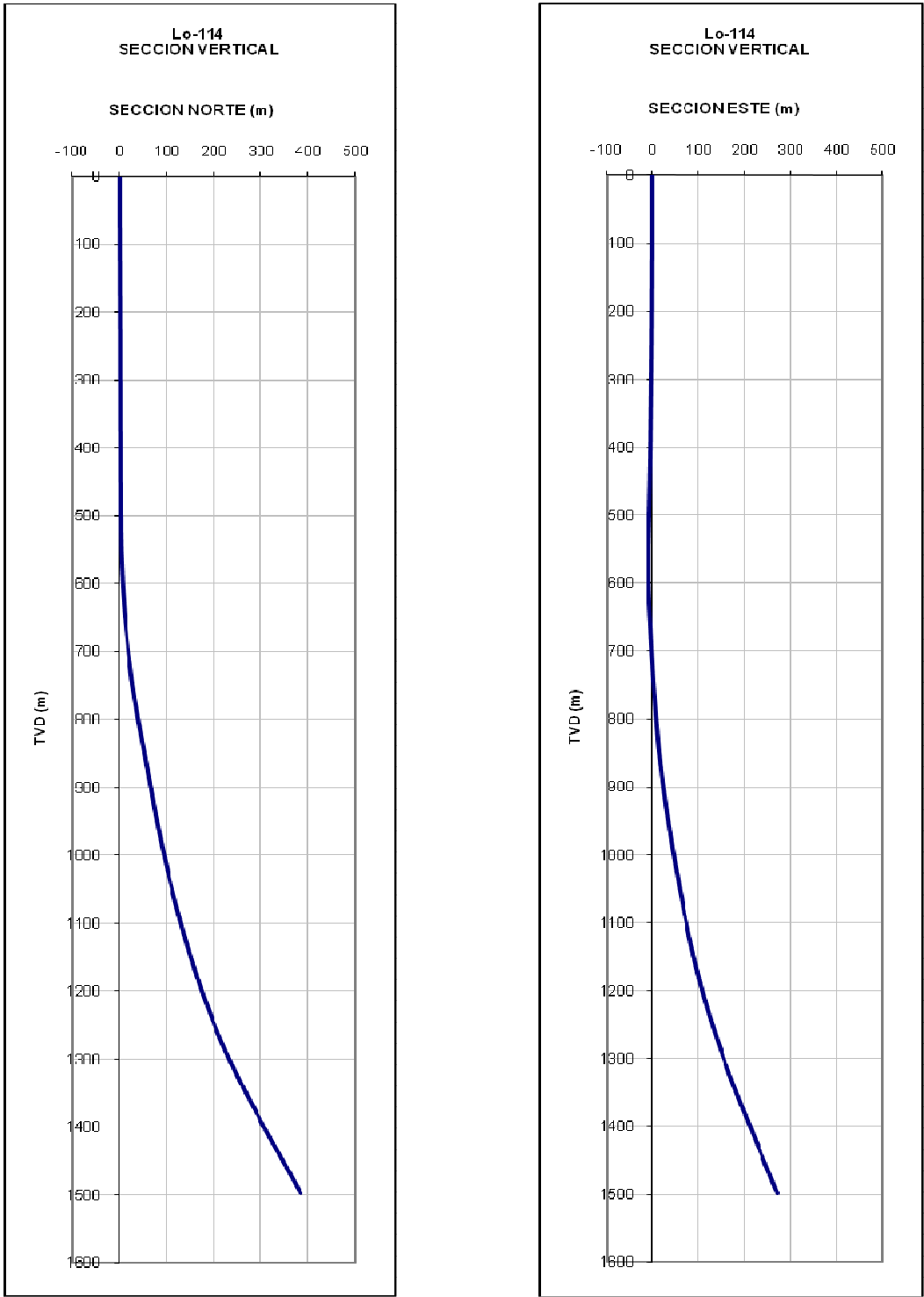


Figura 7: Secciones Verticales Norte y Este

ANEXO IV: Resultados del Estudio de Aplicación del Sistema de Plunger Lift Asistido

Los datos enviados al proveedor son los que se observan abajo, donde se indica que nuestro objetivo es producir 13 m³/d de líquidos totales con un 15% de agua y que la producción de gas promedio del pozo es de 3200 sm³/d.

<u>ANALISIS de APLICACION SISTEMA PLUNGER LIFT</u>		
<u>EN POZO : Lo-114</u>		
<u>DATOS DEL POZO</u>		
FECHA :	05/05/09	EMPRESA : Tecpetrol E&P
YACIM. :	Aguaragüe	
CAÑERÍA ENTUBAC. Casing (Diámetro)	5 1/2	pulgadas
CAÑERÍA PRODUCCION (Tubing)	2 7/8	pulgadas
PROFUNDIDAD de Zapato o stop collar	1.350	metros
PUNZADOS		metros
PRODUCCION TOTAL DE LIQUIDOS	13,00	m³/día
PORCENTAJE DE AGUA	15,0	%
PRODUCCION DE GAS	3.200	m³/día
DENSIDAD DEL PETROLEO	0,700	Kg./litro
PRESION DE LINEA EN BOCA DE POZO	4,00	Kg/cm² (mínima)
VISCOSIDAD DEL PETROLEO	100	S.S.U.
PROFUNDIDAD DEL PACKER		metros

Figura 8: Datos necesarios para el cálculo de aplicación de Plunger Lift

Con estos datos se determinó que sería necesaria la aplicación de un sistema de Plunger Lift pero Asistido, porque la RGL natural del pozo no es la suficiente para levantar el Plunger desde 1350 mbbp hasta superficie de manera autónoma.

Una regla práctica de la aplicación de Plunger Lift indica que el pozo debe tener una RGL mayor de 400 scf/bbl por cada 1000 ft de profundidad del pistón o, lo que es igual a 233 sm³(gas) / m³(liq) por cada 1000 metros de profundidad del pistón. Debido a que nosotros pretendemos que nuestro pistón viaje desde una profundidad de aproximadamente 1350 mbbp, entonces será necesaria una RGL mayor a 315 sm³(gas)/m³(liq), la cual es menor a la entregada por la Formación que es de 246 sm³/m³.

Esta regla práctica de RGL para selección de un pozo para la instalación del Sistema de Plunger Lift es aplicable principalmente a pozos sin Packer. Por lo tanto para el caso del pozo Lo-114, deberemos de ajustar los cálculos para obtener dicho valor tal como se muestra en la Figura 9 de resultados del estudio.

Según los resultados obtenidos de la simulación, el caudal de gas necesario por carrera es de 82 sm³ que multiplicado por las 62 carreras previstas para realizarse en un día, nos da que necesitamos un total de producción de gas 5111 m³/d. Por lo tanto necesitaremos de la inyección adicional de un caudal de gas de 2000-3000 sm³/d aproximadamente, a través del espacio anular para lograr producir los 13 m³/d de líquido propuestos. Este gas será inyectado a una presión promedio de 17 kg/cm² y no mayor a 20 kg/cm².

Los resultados de la simulación se muestran a continuación, donde se buscará producir con un número de 62 ciclos diarios utilizando un caudal total de gas (pozo + inyectado) de 5111 m³/d con una presión promedio de 17 kg/cm².

RESULTADOS			
	<i>Pistón con válvula integral</i>		<i>Pistón sin válvula integral</i>
Número máximo de ciclos posibles	137		56
Presión de trabajo promedio en cabeza de pozo	10,6 Kg./cm ²		18,0 Kg./cm ²
Caudal de gas necesario para la operación	7.103 m3/día		4.934 m3/día
Carga de líquido por ciclo	94,8 litros		231,0 litros
Volumen de gas necesario para un ciclo	52 m ³		88 m ³
Ciclos determinados por el operador	62		
Presión de trabajo promedio en cabeza de pozo	16,9 Kg./cm ²		239 psi
Caudal de gas necesario para la operación	5.111 m3/día		180,5 MCF/día
Carga de líquido por ciclo	209,7 litros		1,31 barriles
Volumen de gas necesario para un ciclo	82 m ³		2.911 SCF
Comentario: El pozo no produce suficiente gas para ser producido con Plungerlift autónomo. Debería asistírsele con gas en superficie, el caudal necesario sería del orden de los 2000 a 3000 m3/día a una presión de aprox. 20 Kg/cm2			

Figura 9: Datos necesarios para el cálculo de aplicación de Plunger Lift

ANEXO V: Tipos de Completaciones para Plunger Lift Asistido

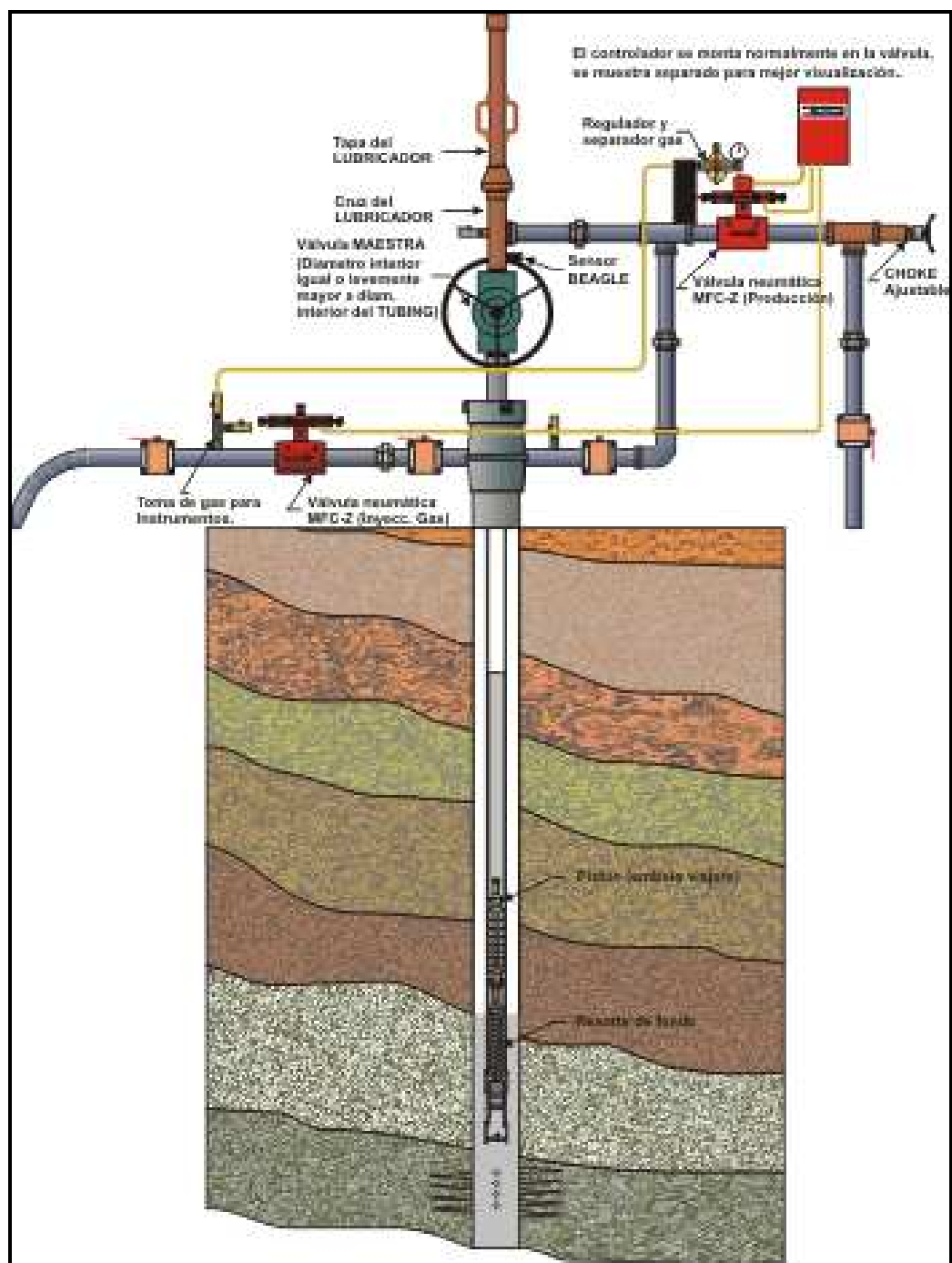


Figura 10: Instalaciones de Plunger Lift Asistido sin Packer

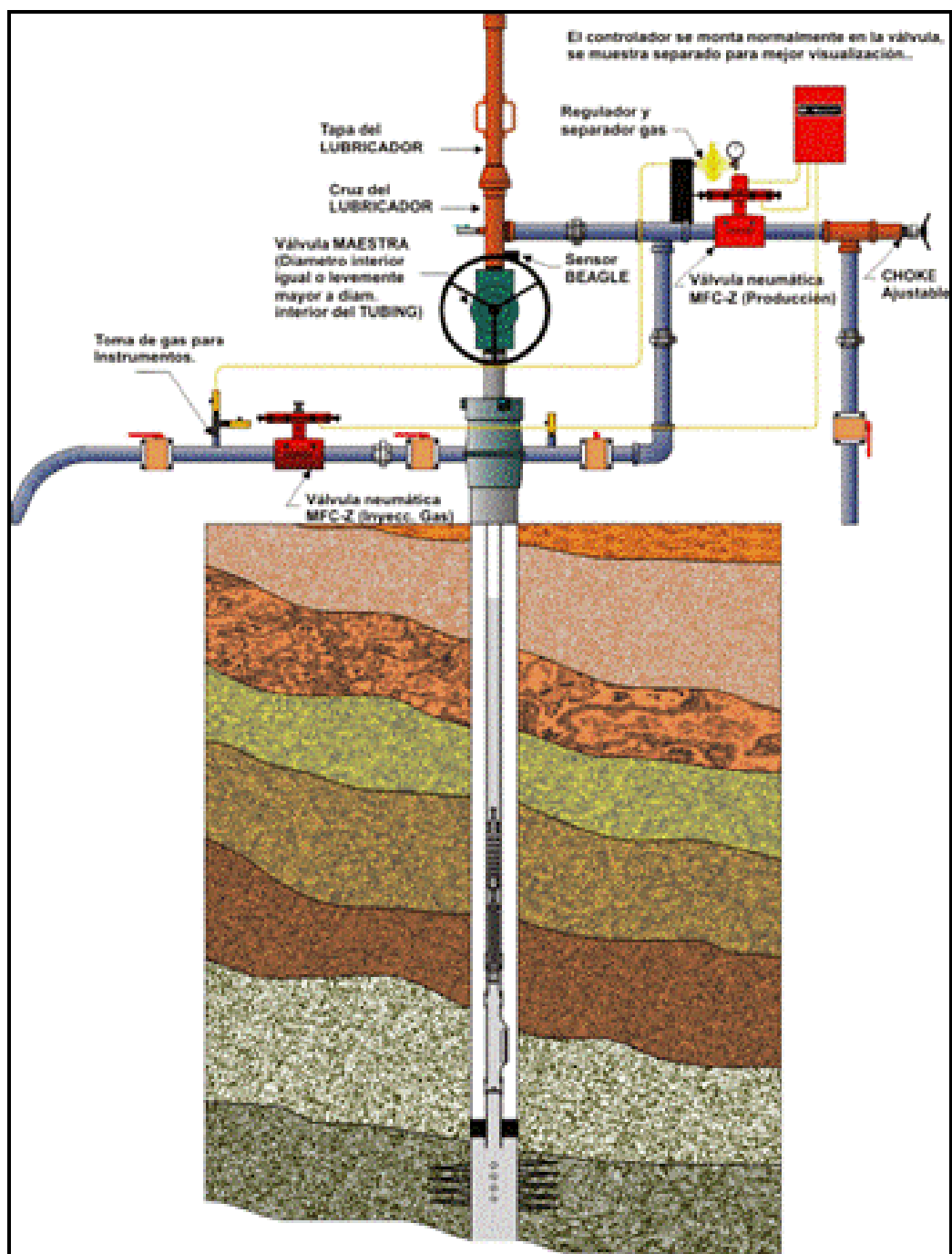


Figura 11: Instalaciones de Plunger Lift Asistido con Packer